

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ**  
**ХАРКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ**  
**МІСЬКОГО ГОСПОДАРСТВА імені О. М. БЕКЕТОВА**

**МЕТОДИЧНІ РЕКОМЕНДАЦІЇ**  
**до виконання самостійної роботи**  
**з навчальної дисципліни**

**«ЕЛЕКТРИЧНІ СИСТЕМИ І МЕРЕЖІ»**

*(для студентів денної та заочної форм навчання  
та слухачів другої вищої освіти спеціальності  
141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка)*

**Харків**  
**ХНУМГ ім. О. М. Бекетова**  
**2019**

Методичні рекомендації до виконання самостійної роботи з навчальної дисципліни «Електричні системи та мережі» (для студентів денної та заочної форм навчання та слухачів другої вищої освіти спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка) / Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова, уклад. В. О. Перепечений. – Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2019. – 23 с.

Укладач    канд. техн. наук, доц. В. О. Перепечений

Рецензент    канд. техн. наук, доц. П. П. Рожков

Рекомендовано    кафедрою    систем    електропостачання    та  
електроспоживання міст, протокол № 7 від 25.04.2016.

## ЗМІСТ

1 ЗАГАЛЬНІ ЗАУВАЖЕННЯ .....	4
2 ВИЗНАЧЕННЯ ЗАВДАННЯ .....	5
2.1 Розрахування електричної мережі 0,4 кВ .....	8
2.1.1 Вибір перерізу проводів повітряної лінії 0,4 кВ .....	8
2.1.2 Вибір потужності трансформаторів ТП 10/0,4 кВ .....	11
2.2 Розрахування розподільної електричної мережі 10 кВ .....	13
2.2.1 Вибір перерізів жил кабелів розподільної мережі 10 кВ .....	13
СПИСОК РЕКОМЕНДОВАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	21
ДОДАТКИ .....	22

## 1 ЗАГАЛЬНІ ЗАУВАЖЕННЯ

У курсі «Електричні системи та мережі» вивчаються будова, основи техніко-економічних і електричних розрахунків електричних систем та мереж, принципи їхньої побудови і проектування, використання при розрахунках комп'ютерними програмами, наводяться дані про роботу електричних мереж.

Мета викладання дисципліни – надати студентам міцні знання основних принципів, на яких ґрунтується розвиток електричних систем і мереж; формування уявлень про основні проблеми електроенергетики і способи їхнього вирішення.

Завдання вивчення дисципліни: формування у студентів на стадії підготовки бакалаврів електроенергетичного профілю системи базових знань про методологічні основи аналізу режимів і проектування електричних мереж електропостачання, закріплення теоретичних знань і вироблення навичок їхнього застосування при виконанні розрахунків з цієї дисципліни й у забезпечуваних курсах, а також у практичній інженерній діяльності.

Для студентів денної форми навчання передбачені наступні форми вивчення матеріалу з курсу: лекції, практичні заняття, лабораторні роботи, виконання двох розрахункових завдань і курсового проекту, а також самостійна робота над літературою і виконання завдань і проекту.

Відповідно до навчального плану для вивчення курсу відводиться два семестри. У V семестрі для закріплення теоретичних знань і оволодіння навичок їх застосування студенти повинні виконати розрахункове завдання, у VI – курсовий проект.

Ці вказівки призначені для надання студентам методичної допомоги при роботі над розрахунковими завданнями.

Вирішення розрахункових завдань повинно супроводжуватися короткими поясненнями, рисунками і посиланнями на використання літературних джерел. Завдання рекомендується виконувати в послідовності поставлених питань. Оформлення розрахункових завдань потрібно виконувати на аркушах формату А 4 з титульним листом.

## 2 ВИЗНАЧЕННЯ ЗАВДАННЯ

На рисунку 2.1 наведена петльова схема високовольтної розподільної мережі 10 кВ, яка виконана кабельними лініями з алюмінієвими жилами для живлення абонентських трансформаторних підстанцій (ТП) ТП 1, ТП 2, ТП 3 та ТП 4. До шин ТП3 підключена повітряна лінія (ПЛ) низьковольтної розподільної мережі 0,4 кВ, яка виконана із застосуванням алюмінієвих проводів.

Активні навантаження ТП зі сторони нижчої напруги (НН) трансформаторів, навантаження ПЛ 0,4 кВ, довжина ділянок ліній, а також інші необхідні для розрахунків дані, наведені в таблиці 2.1.

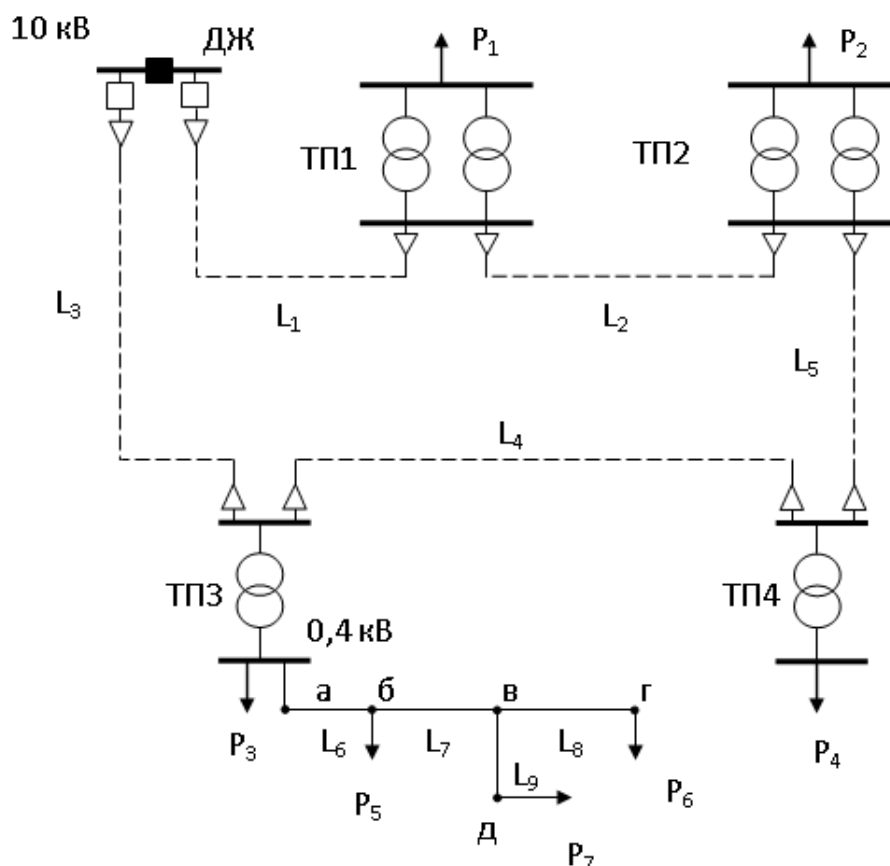


Рисунок 2.1 – Схема розподільної мережі 10 кВ і ПЛ 0,4 кВ

Коефіцієнт потужності навантажень ТП  $\cos \varphi = 0,95$ , а навантаження ПЛ  $\cos \varphi = 1,0$ . Припустима втрата напруги в повітряній лінії 0,4 кВ  $\Delta U_{\text{прип}} = 4 \%$ .

При виконанні завдання потрібно:

1) визначити перерізи фазних проводів магістральної частини і відгалуження ПЛ 0,4 кВ; перерізи магістралі слід вибирати з урахуванням додаткових економічних факторів, які визначені завданням;

2) вибрати потужність трансформаторів ТП;

3) привести навантаження ТП до сторони високої напруги (ВН) трансформаторів;

4) визначити перерізи жил кабельної мережі 10 кВ.

Варіант вихідних даних приймають з таблиці 2.1 за останньою цифрою номера залікової книжки. Вихідні дані обчислюють шляхом множення довжин  $L'_i$  і потужностей  $P'_i$ , прийнятих з таблиці 2.2, на коригуючі коефіцієнти:

для довжини лінії –  $L_i = K_L \cdot L'_i$ ;

для потужності навантаження –  $P_i = K_P \cdot P'_i$ .

Варіант коригуючих коефіцієнтів  $K_L$  і  $K_P$  приймають з таблиці 2.1 за передостанньою цифрою номера залікової книжки.

Таблиця 2.1 – Коригуючі коефіцієнти до вихідних даних

Передостання цифра номера залікової книжки	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Коригуючий коефіцієнт довжини ліній, $K_L$	1	1,05	1,1	1,2	1,1	1,25	1,3	1,15	1,4	1,35
Коригуючий коефіцієнт потужності навантаження, $K_P$	1	0,85	0,75	1,1	0,85	0,8	1	0,9	0,7	0,85

Таблиця 2.2 – Вихідні дані для виконання розрахункового завдання

Номер варіанта	Т <sub>нб</sub> *, год	Додаткові фактори	Довжина ділянок мережі 10 кВ, км					Довжина ділянок мережі 0,4 кВ, м				Навантаження ТП і мережі 0,4 кВ, кВт						
			L' <sub>1</sub>	L' <sub>2</sub>	L' <sub>3</sub>	L' <sub>4</sub>	L' <sub>5</sub>	L' <sub>6</sub>	L' <sub>7</sub>	L' <sub>8</sub>	L' <sub>9</sub>	P' <sub>1</sub>	P' <sub>2</sub>	P' <sub>3</sub>	P' <sub>4</sub>	P' <sub>5</sub>	P' <sub>6</sub>	P' <sub>7</sub>
0	2300	Економія провідникового матеріалу	0,3	0,5	0,45	0,3	0,25	40	60	60	40	700	1300	400	200	7	13	4
1	2500	Економія провідникового матеріалу	0,6	0,4	0,6	0,4	0,4	25	60	60	40	400	800	200	400	13	13	7
2	3500	F <sub>i</sub> = const	0,6	0,6	0,6	0,4	0,4	90	90	60	60	700	600	200	400	22	13	7
3	2900	Економія провідникового матеріалу	0,4	0,6	0,6	0,9	0,4	60	90	90	60	700	400	200	400	33	7	13
4	3500	F <sub>i</sub> = const	0,4	0,6	0,6	0,6	0,4	90	135	60	60	700	700	200	600	13	7	4
5	4000	Економія провідникового матеріалу	0,9	0,9	0,4	0,4	0,4	60	40	60	40	400	700	400	200	13	22	7
6	3700	Зниження втрат потужності	0,9	0,4	0,6	0,4	0,4	60	60	60	25	1300	1300	200	400	22	36	7
7	4100	Зниження втрат потужності	0,4	0,9	0,4	0,6	0,6	25	90	25	40	1300	700	700	200	22	36	13
8	5200	Зниження втрат потужності	0,4	0,4	0,4	0,9	0,6	40	60	90	60	1300	400	400	200	13	36	7
9	5400	Економія провідникового матеріалу	0,9	0,6	0,4	0,3	0,4	25	60	40	40	700	1300	200	400	13	13	13

Т<sub>нб</sub>\* – кількість годин використання максимального навантаження

## 2.1 Розрахування електричної мережі 0,4 кВ

### 2.1.1 Вибір перерізу проводів повітряної лінії 0,4 кВ

При розрахунку ПЛ розподільної мережі 0,4 кВ треба врахувати, що вона виконується алюмінієвими проводами наступних марок і перерізів: А16, А25, А35, А50, А70.

Як критерій вибору перерізу проводів для ліній розподільної низьковольтної мережі використовують припустиму втрату напруги в мережі:

$$\Delta U_{\max} \leq \Delta U_{\text{прип}}, \quad (2.1)$$

де  $\Delta U_{\max}$  – втрата напруги до найбільш електрично віддаленої точки.

Залежно від завдання переріз проводів магістральної частини лінії розраховують з урахуванням одного з наступних додаткових економічних факторів: забезпечення мінімуму витрати провідникового матеріалу, забезпечення мінімальних втрат потужності чи забезпечення однакового перерізу проводів на ділянках лінії.

Для освоєння методів розрахунку мереж за втратою напруги рекомендується додатково проробити [1, с. 275–289; 2, с. 142–154; 3, с. 49–52].

#### Порядок розрахунку

1. На схему лінії 0,4 кВ наносимо потокорозподіл (рис. 2.2).

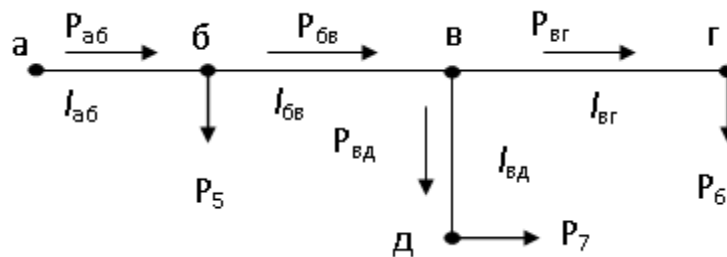


Рисунок 2.2 – Потокорозподіл в лінії 0,4 кВ

$$P_{\text{вг}} = P_6;$$

$$P_{\text{вд}} = P_7;$$

$$P_{\text{бв}} = P_{\text{вг}} + P_{\text{вд}} = P_6 + P_7;$$

$$P_{\text{аб}} = P_{\text{бв}} + P_5 = P_5 + P_6 + P_7.$$



2. Представляємо лінію у вигляді магістралі. Виділяємо магістральну частину лінії. Якщо  $P_{вг} \cdot l_{вг} > P_{вд} \cdot l_{вд}$ , то магістраллю варто вважати лінію «а-б-в-г», а «в-д» – відгалуженням. Якщо  $P_{вг} \cdot l_{вг} < P_{вд} \cdot l_{вд}$ , то магістраллю слід вважати лінію «а-б-в-д», а «в-г» – відгалуженням.

Представляємо схему у вигляді магістральної лінії. Для цього навантаження відгалуження переносимо у вузол «в» (рис. 2.3).

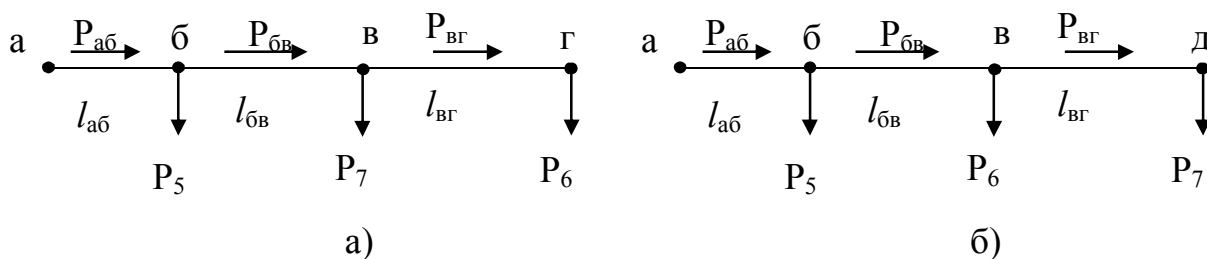


Рисунок 2.3 – Представлення схеми у вигляді магістральної лінії:

а – магістраль «а-б-в-г»; б – магістраль «а-б-в-д»

3. Вибираємо переріз проводів магістральної лінії. Умова (2.1) може виконуватися при різних наборах перерізів на ділянках магістральної лінії. Набір перерізів ділянок визначається додатковими економічними умовами. Так, для сільської місцевості на перше місце виходить вимога мінімальної витрати провідникового матеріалу, для промислових мереж – зниження втрат потужності, для селищ міського типу – однакового перерізу проводів на ділянках магістралі. Додаткові умови вказані у вихідних даних (табл. 2.1):

а) вимога мінімальної витрати провідникового матеріалу виконується при рівності коефіцієнтів розподілу  $K_p$  на кожній ділянці магістральної лінії:

$$K_p = \frac{F_i}{\sqrt{P_i}} = \text{const} ,$$

де  $F_i$  – переріз і-ої ділянки;  $P_i$  – потік активної потужності через і-ту ділянку.

Коефіцієнт розподілу визначають за формулою [2]

$$K_p = \frac{\rho}{\Delta U_{\text{прип}} \cdot U_{\text{ном}}} \sum_{i=1}^n (\sqrt{P_i} \cdot l_i) , \quad (2.2)$$

де  $n$  – кількість ділянок магістральної лінії.

У формулі (2.2) питомий опір  $\rho = 28,8 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{км}$ , припустимо втрату напруги  $\Delta U_{\text{прип}}$  і номінальну напругу  $U_{\text{ном}}$  слід підставляти в [В], довжину  $i$ -ої ділянки [км], потужність  $i$ -ої ділянки [Вт].

Бажаний переріз  $i$ -ої ділянки:

$$F_i = K_p \cdot \sqrt{P_i} ; \quad (2.3)$$

б) *вимога зниження втрат потужності* (мінімальних втрат) виконується при рівності щільності струму ( $J_{\Delta U}$ ) у всіх ділянках магістральної лінії, що знаходять за формулою

$$J_{\Delta U} = \frac{\Delta U_{\text{прип}}}{\sqrt{3} \cdot \rho \cdot \sum_{i=1}^n (l_i \cdot \cos \varphi_i)} . \quad (2.4)$$

Переріз  $i$ -ої ділянки:

$$F_i = \frac{I_i}{J_{\Delta U}} . \quad (2.5)$$

Вибір перерізу за умови зниження втрат потужності застосовують у промислових мережах із  $T_{\text{нб}} = 4000\text{--}5000$  годин і більше. У цих мережах проводиться також вибір перерізу за економічною щільністю струму  $J_{\text{ек}}$  (табл. А. 3). Треба розрахувати економічно вигідний переріз

$$F_{\text{ек} i} = \frac{I_i}{J_{\text{ек}}} . \quad (2.6)$$

За значеннями  $F_i$  (2.5) і  $F_{\text{ек} i}$  (2.6) знаходять середню арифметичну величину, яку вважають бажаним перерізом  $i$ -ї ділянки.

Отримані з умов мінімальної витрати провідникового матеріалу чи мінімальних втрат потужності бажані перерізи слід округлити до найближчого стандартного. Їх треба перевірити на виконання умови (2.1) для максимальної втрати напруги в мережі, що розраховується за формулою

$$\Delta U_{\text{max}} = \frac{\rho}{U_{\text{ном}}} \cdot \sum_{i=1}^n \frac{P_i \cdot l_i}{F_i} . \quad (2.7)$$

У разі невиконання умови (2.1) один з перерізів, який отримано округленням у меншу сторону, треба збільшити на одну стандартну ступінь перерізів. Перевірку слід повторити;

в) для умови *рівності перерізів на ділянках* ( $F = \text{const}$ ) встановлюється граничне значення перерізу:

$$F_{\text{прип}} = \frac{\rho}{\Delta U_{\text{прип}} \cdot U_{\text{ном}}} \sum_{i=1}^n P_i \cdot l_i. \quad (2.8)$$

Отримане значення округляють у більшу сторону до стандартного найближчого перерізу.

#### 4. Вибираємо переріз проводів відгалуження.

Мінімально припустимий за умовою (2.1) переріз відгалуження знаходять для відгалужень «в-д» чи «в-г» за формулами:

$$F_{\text{прип}}^{\text{вд}} = \frac{\rho}{\Delta U_{\text{прип}}^{\text{відг}} \cdot U_{\text{ном}}} P_7 \cdot l_{\text{вд}}; \quad F_{\text{прип}}^{\text{вг}} = \frac{\rho}{\Delta U_{\text{прип}}^{\text{відг}} \cdot U_{\text{ном}}} P_6 \cdot l_{\text{вг}}, \quad (2.9)$$

де  $\Delta U_{\text{прип}}^{\text{відг}} = \Delta U_{\text{прип}} - (\Delta U^{\text{аб}} + \Delta U^{\text{бв}}).$

Втрату напруги на ділянках «а-б» і «б-в» знаходять за формулою:

$$\Delta U_i = \frac{P_i \cdot l_i \cdot \rho}{F_i \cdot U_{\text{ном}}}. \quad (2.10)$$

Отримане значення перерізу відгалуження округляють до більшого стандартного найближчого значення (але не менше А16).

### 2.1.2 Вибір потужності трансформаторів ТП 10/0,4 кВ

При виборі потужності трансформаторів слід обчислити повне розрахункове навантаження ТП, кВ·А:

$$S_{\text{ТП}} = \frac{P_{\text{ТП}}}{\cos \varphi_{\text{ТП}}},$$

де  $\cos \varphi_{\text{ТП}} = 0,95$  – коефіцієнт потужності навантаження ТП.

У кожній ТП з встановленим одним трансформатором, при виборі потужності трансформаторів слід врахувати, що в міських (селищних) мережах вони мають дуже нерівномірний графік завантаження протягом року і відносно малу тривалість максимуму навантаження. Тому допускають максимальне навантаження трансформаторів до 120–130 % у порівнянні з їх номінальною потужністю (у подальших розрахунках максимальне навантаження трансформаторів ТП приймається рівним 120 % у порівнянні з їх номінальною потужністю).

Номінальна потужність трансформатора ТП:

$$S_{\text{Т ном}} \geq \frac{S_{\text{ТП}}}{1,2}. \quad (2.11)$$

В ТП з двома трансформаторами, слід пам'ятати, що при відключенні одного з них другий не повинен перевантажуватися більше ніж на 40% понад номінальну потужність.

Номінальна потужність трансформаторів ТП, кВ·А:

$$S_{\text{Т ном}} \geq \frac{S_{\text{ТП}}}{1,4}. \quad (2.12)$$

Номінальну потужність трансформаторів типу ТМ і ТМН вибирають відповідно до таблиці А.1.

Далі визначають завантаження трансформаторів ТП у нормальному ( $K_3^H$ ) та після аварійному ( $K_3^A$ ) режимах:

$$K_3^H = \frac{S_{\text{ТП}}}{n \cdot S_{\text{Т ном}}}; \quad (2.13)$$

$$K_3^A = \frac{S_{\text{ТП}}}{S_{\text{Т ном}}}, \quad (2.14)$$

де  $n$  – кількість трансформаторів.

Активне розрахункове навантаження підстанції, приведене до сторони ВН:

$$P_{\text{ТП}}^B = \frac{P_{\text{ТП}}}{\eta_{\text{Т}}}, \quad (2.15)$$

де  $\eta_{\text{Т}} = 0,98$  – коефіцієнт корисної дії трансформатора, що враховує втрати активної потужності у трансформаторах.

Дані про навантаження підстанцій і номінальні потужності трансформаторів вносять у таблицю 2.3.

## 2.3 Розрахування розподільної електричної мережі 10 кВ

### 2.3.1 Вибір перерізів жил кабелів розподільної мережі 10 кВ

Розподільна лінія 10 кВ – кабельна. Матеріал жил кабелю – алюміній. Кабелі прокладають в земляних траншеях. Схема розподільної лінії (рис. 2.1) – петльова, для забезпечення резервування живлення кожної ТП.

Особливістю розподільних мереж є їх експлуатація за розімкнутою схемою. Пояснюється це тим, що електрична мережа з однобічним живленням може бути реалізована значно дешевше, ніж із двостороннім живленням. У мережі з однобічним живленням є можливість встановлювати менше вимикачів і використовувати порівняно простий релейний захист. Крім того, в розімкнутих мережах силове і комутаційне устаткування вибирають більш легким у порівнянні із замкнутими мережами, за рахунок зменшення струмів короткого замикання (КЗ).

Таблиця 2.3 – Навантаження ТП і номінальна потужність трансформаторів

Розрахункові дані	Умовні позначення	Підстанція			
		ТП 1	ТП 2	ТП 3	ТП 4
Навантаження ТП зі сторони НН, кВт	$P_{\text{тп}}$				
Повне навантаження ТП зі сторони НН, кВт·А	$S_{\text{тп}}$				
Номінальна потужність трансформаторів підстанції, кВт·А	$S_{\text{т ном}}$				
Завантаження трансформаторів: у нормальному та після аварійному режимах	$K_z^H$ $K_z^A$				
Активне навантаження підстанції зі сторони ВН, кВт	$P_{\text{тп}}^B$				

Петльова схема 10 кВ експлуатується у вигляді двох напівпетель, які отримують шляхом розмикання однієї з ділянок кабельної мережі. В якості критерію, за яким визначають ділянку, яку потрібно відключити, приймають

мінімум втрат потужності в схемі при нормальній її роботі. Природний поточкорозподіл в замкнутій кабельній мережі збігається з економічним поточкорозподілом, який характеризується мінімальними втратами потужності. З одного боку, петльову схему бажано експлуатувати замкнутою для зниження втрат потужності, з іншого боку, її потрібно розмикати за умовами експлуатації.

Звідки висновок: схему варто розмикати таким чином, щоб поточкорозподіл розімкнутої мережі якнайменше відрізнявся від природного поточкорозподілу в замкнутій мережі. Це досягається шляхом розмикання мережі в точці поточкорозподілу з боку надходження меншої потужності. Для визначення ділянки, яку потрібно відключити, робиться розрахунок поточкорозподілу в замкнутій петльовій схемі (рис. 2.4, а). Розрахунок виконують для навантажень ТП, приведених до сторони ВН трансформаторів (табл. 2.3).

Розрахунок поточкорозподілу в петльовій схемі виконують в наступному порядку. Спочатку визначають потужність на одній з головних ділянок, «А-1» чи «В-3», за формулою, що відповідає цій ділянці:

$$P_{A1} = \frac{\sum_{m=1}^n P_m l_{mB}}{l_{AB}}, \quad (2.16)$$

$$P_{B3} = \frac{\sum_{m=1}^n P_m l_{mA}}{l_{AB}}, \quad (2.17)$$

де  $P_{A1}$  і  $P_{B3}$  – потужність, що протікає на головних ділянках, кВт;  $l_{mA}$  і  $l_{mB}$  – довжина лінії від точки  $m$ , в якій включене навантаження  $P_m$ , до пункту живлення А і В відповідно;  $l_{AB}$  – повна довжина петльової лінії, км;  $P_m = P_{\text{тп}}^B$  – активне навантаження підстанції  $m$  на стороні ВН, кВт.

Після визначення потужності, що протікає на головній ділянці, знаходять потужності на інших ділянках петльової лінії за допомогою першого закону Кірхгофа, послідовно застосовуючи його для кожної точки включення навантаження. Наприклад, якщо розрахунок виконаний за формулою (2.16) для головної ділянки «А-1», то далі роблять такі обчислення:

$$P_{12} = P_{A1} - P_1^B; \quad P_{24} = P_{12} - P_2^B < 0; \quad P_{43} = P_{24} - P_4^B < 0; \quad P_{3B} = P_{43} - P_3^B < 0.$$

Одне із значень потужностей, що протікають по ділянках мережі, обов'язково вийде негативним, наприклад,  $P_{24} < 0$ . Усі наступні потужності також будуть

негативними. Це означає, що встановлено вузол, в який потужність надходить із двох сторін (точка потокорозподілу –  $\nabla$ ), у даному прикладі вузол «2».

Треба виконати перевірку розрахунку потокорозподілу. Для цього, зокрема в розглянутому прикладі, треба розрахувати  $P_{B3}$  за формулою (2.17) і переконатися у відповідності значенню, отриманому по балансах у вузлах ( $P_{B3} \approx -P_{3B}$ ).

*Вибір перерізів кабелю на ділянках петльової схеми.* Перерізи кабелю вибирають за тривалим припустимим струмом в нормальному і післяаварійних режимах з наступною перевіркою за економічною щільністю струму в нормальному режимі і припустимому відхиленню напруги.

**Розподіл схеми роблять шляхом відключення лінії, по якій до точки потокорозподілу надходить менша потужність.** У розглянутому прикладі, коли точка потокорозподілу знаходиться у вузлі 2 (рис. 2.4, а), припустимо, що  $P_{12} > P_{42}$ . Тоді для постійної експлуатації мережі варто відключити ділянку «2-4» (рис. 2.4 б). У разі протилежної нерівності ( $P_{12} < P_{42}$ ), відключати треба було б ділянку «1-2». За такою схемою розраховують дві напівпетлі розподільної лінії 10 кВ у нормальному режимі.

У після аварійних режимах розглядають по черзі два можливих найбільш складні випадки:

- 1) вихід з ладу головної ділянки в пункті живлення А (рис. 2.4, в);
- 2) вихід з ладу головної ділянки в пункті живлення В (рис. 2.4, г).

Розрахунок лінії в після аварійному режимі ведуть з урахуванням того, що всі підстанції петлі одержують живлення від одного з пунктів (В чи А).

**Порядок розрахунку.** У нормальному режимі визначають потоки активної потужності на кожній з ділянок напівпетель мережі  $P_m^H$ , починаючи з кінця розімкнутої лінії. Враховують коефіцієнт суміщення розрахункових максимумів активних навантажень підстанцій  $K_M$ . Для ділянки  $m$

$$P_m^H = K_M \cdot \sum_1^n P_{тп}^B, \quad (2.18)$$

де  $n$  – кількість ТП, що одержують живлення через ділянку  $m$ .

Рекомендується в розрахунковому завданні для  $n = 1$  прийняти  $K_M = 1$ ; для  $n = 2$  –  $K_M = 0,85$ ; для  $n \geq 3$  –  $K_M = 0,9$ .

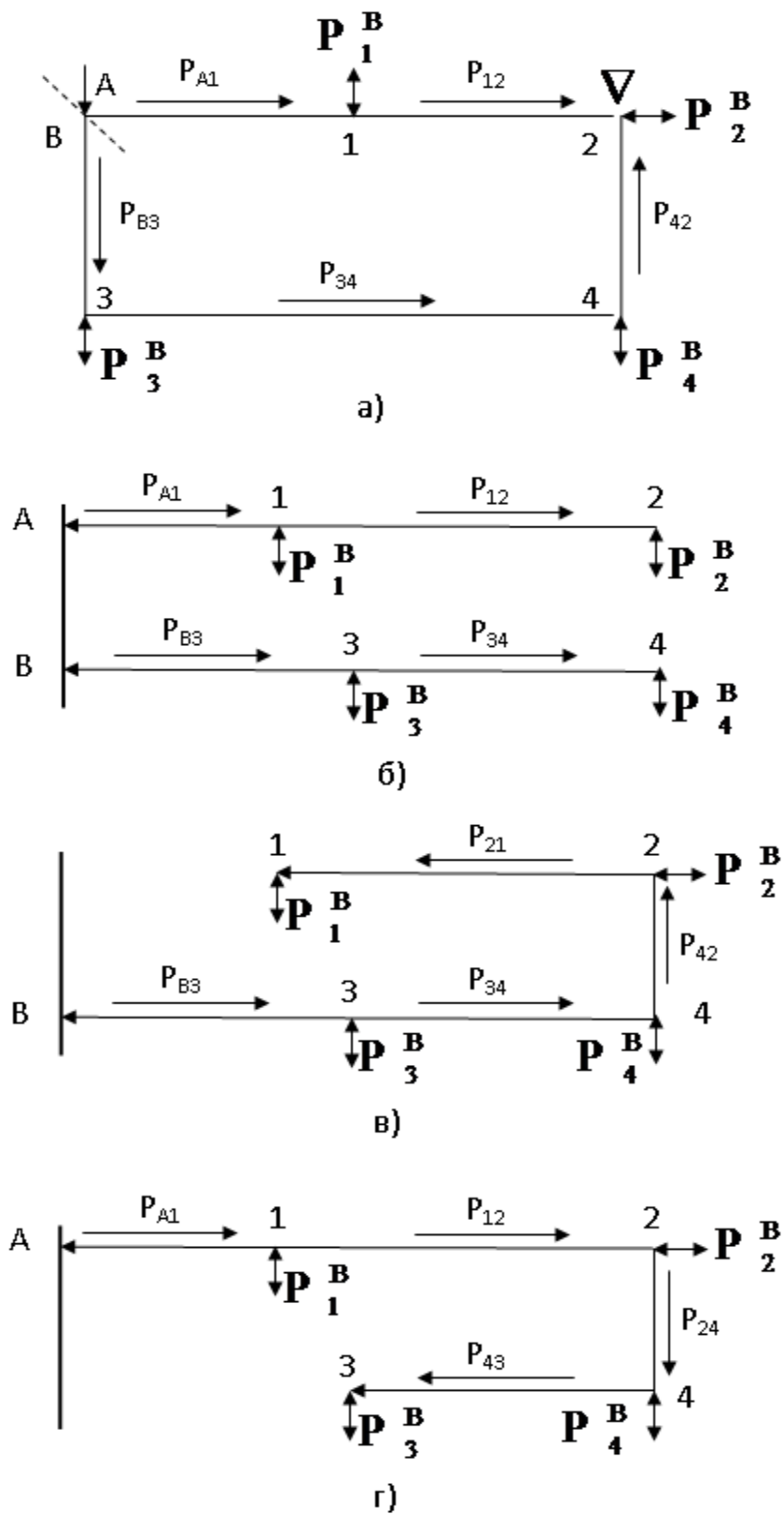


Рисунок 2.4 – Режимы работы петлевой схемы:  
а – замкнутый; б – нормальный; в – аварийный A1; г – аварийный A2



Для нашого прикладу (рис. 2.4, б):

$$P_{12} = P_2^B; P_{A1} = 0,85 \cdot (P_1^B + P_2^B).$$

$$P_{34} = P_4^B; P_{B3} = 0,85 \cdot (P_3^B + P_4^B).$$

Потоки потужності наносять на схему мережі і, як усі наступні розрахунки, вносять до таблиці 2.4.

Розраховують струм кожної ділянки «m» мережі, А:

$$I_m^H = \frac{P_m^H}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi}, \quad (2.19)$$

де  $U_{\text{ном}} = 10$  кВ – номінальна напруга мережі;  $\cos \varphi = 0,9$  – середнє значення коефіцієнта потужності навантаження.

Знаходять переріз жили кабелів у нормальному режимі  $F^H$  з огляду на наступне:

- у міських розподільних мережах 10 кВ переріз кабелів з алюмінієвими жилами при прокладці їх у земляних траншеях слід приймати не менше  $35 \text{ мм}^2$ , у кожній лінії допускається не більше трьох різних перерізів;

- довгострокове припустиме струмове навантаження на кабель (див. табл. А.2) повинне бути не менше струмового розрахункового навантаження ділянки  $I_m^H \leq I_{\text{доп}}^H$ ;

- переріз жили кабелю, відключеного при розмиканні мережі, слід приймати рівним перерізу жили кабелю тієї суміжної ділянки, на якій переріз менше.

Визначають завантаження кабелю в нормальному режимі на кожній ділянці:

$$K_3 = \frac{I_m^H}{I_{\text{прип}}^H}. \quad (2.20)$$

Таблиця 2.4 – Вибір перерізів жил кабелів розподільної мережі 10 кВ

Розрахункові дані	Умовне позначення	Ділянка лінії				
		A-1	1-2	2-4	3-4	B-3
Довжина ділянки, км	$L$					
Потік активної потужності на ділянці «т» у нормальному режимі, кВт	$P_m^H$					
Струм на ділянці «т» у нормальному режимі, А	$I_m^H$					
Переріз жили кабелю, який обрано за нормальним режимом, мм <sup>2</sup>	$F^H$					
Припустиме струмове навантаження на кабель, який обрано за нормальним режимом, А	$I_{\text{прип}}^H$					
Завантаження кабелю в нормальному режимі	$K_3$					
Припустиме струмове навантаження на кабель у після аварійному режимі, А	$I_{\text{прип}}^A$					
Потік активної потужності на ділянці «т» у після аварійному режимі 1 (пошкоджено А – 1), кВт	$P_m^{A1}$					
Струм навантаження ділянки «т» у після аварійному режимі 1, А	$I_m^{A1}$					
Потік активної потужності на ділянці «т» у після аварійному режимі 2 (пошкоджено В – 3), кВт	$P_m^{A2}$					
Струм навантаження ділянки «т» у після аварійному режимі 2, А	$I_m^{A2}$					
Переріз жили кабелю по струму навантаження в після аварійному режимі, мм <sup>2</sup>	$F^A$					
Економічно вигідний переріз жили кабелю, мм <sup>2</sup>	$F_{\text{ек}}$					
Переріз жили кабелів з урахуванням перерізів, обраних у нормальному і післяаварійних режимах і за економічною щільністю струму, мм <sup>2</sup>	$F$					
Втрата напруги в кожній ділянці в нормальному режимі, В	$\Delta U_m^H$					
Втрата напруги в нормальному режимі до найбільш віддаленої ТП, %	$\Delta U_{\text{max}}^H$					
Втрата напруги в кожній ділянці в після аварійному режимі 1, В	$\Delta U_m^{A1}$					
Втрата напруги до найбільш віддаленої ТП у після аварійному режимі 1, %	$\Delta U_{\text{max}}^{A1}$					
Втрата напруги в кожній ділянці в після аварійному режимі 2, В	$\Delta U_m^{A2}$					
Втрата напруги до найбільш віддаленої ТП у після аварійному режимі 2, %	$\Delta U_{\text{max}}^{A2}$					

Розраховують припустиме струмове навантаження в після аварійному режимі на кабель, переріз якого обрано за нормальним режимом, А:

$$I_{\text{прип}}^A = K_{\text{п}} \cdot I_{\text{прип}}^H, \quad (2.21)$$

де  $K_{\text{п}} = 1,25$  – коефіцієнт, який враховує припустиме перевантаження кабелів на період максимуму навантаження, рівний 3 години за добу (протягом 5 діб), якщо тривале завантаження кабелю  $K_3$  перед його перевантаженням не перевищувало 0,8.

Визначають потік активної потужності  $P_m^{A1(2)}$ , кВт і струм навантаження  $I_m^{A1(2)}$ , А, на ділянках лінії в після аварійних режимах 1 і 2:

$$P_m^{A1(2)} = K_M \cdot \sum_1^n P_m^B; \quad (2.22)$$

$$I_m^{A1(2)} = \frac{P_m^{A1(2)}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi}. \quad (2.23)$$

Перевіряють переріз жили кабелю  $F^H$  по струму на кожній ділянці «m» у після аварійних режимах  $I_m^{A1(2)}$ , виходячи з того, що

$$I_m^{A1(2)} \leq I_{\text{прип}}^A.$$

При необхідності збільшують раніше обраний переріз жили кабелю  $F^H$  до перерізу  $F^A$ , що відповідає струму навантаження після аварійних режимів  $I_m^{A1(2)}$ .

Визначають переріз кабелю кожної ділянки за економічною щільністю струму, мм<sup>2</sup>:

$$F_{\text{ек}} = \frac{I_m^H}{j_{\text{ек}}}, \quad (2.24)$$

де  $j_{\text{ек}}$  – економічна щільність струму, А / мм<sup>2</sup> (див. табл. А.3).

Отримане значення  $F_{ек}$  округляють до стандартного найближчого перерізу.

Переріз жили кабелю  $F$  приймають найбільшим з отриманих раніше значень, обраних:

- за струмом для нормального режиму ( $F \geq F^H$ );
- за струмом в післяаварійних режимах ( $F \geq F^A$ );
- за економічною щільності струму  $j_{ек}$  ( $F \geq F_{ек}$ ).

У зв'язку з відсутністю вихідних даних перевірку обраного перерізу кабелю по струму КЗ в розрахунковому завданні не проводять.

Визначають для нормального режиму втрату напруги в кожній з ділянок лінії, В:

$$\Delta U_m^H = \sqrt{3} \cdot I_m^H \cdot (R \cdot \cos \varphi + X \cdot \sin \varphi), \quad (2.25)$$

де  $R$  і  $X$  – активний і індуктивний опори кабелю (див. табл. А. 4);  $\cos \varphi = 0,9$ .

Розраховують для нормального режиму максимальну втрату напруги ( $\Delta U_{max}^H, \%$ ), в кожній напівпетлі розподільчої лінії від шин ДЖ до найбільш віддаленої ТП:

$$\Delta U_{max}^H = \frac{\sum_i \Delta U_{mi}^H}{U_{ном}} 100\%. \quad (2.26)$$

Аналогічно визначають для двох після аварійних режимів втрату напруги в кожній з ділянок лінії, використовуючи відповідно струм навантаження  $I_m^{A1(2)}$ , і знаходять максимальні втрати напруги ( $\Delta U_{max}^{A1(A2)}, \%$ ), у лінії від шин ДЖ до найбільш віддаленої ТП.

Припустимі величини втрати напруги в нормальному режимі  $\Delta U_{прип}^H = 6\% [5, 6]$ , у після аварійному – прийняти  $\Delta U_{прип}^A = 11\%$ .

Необхідні для виконання розрахункового завдання довідкові дані наведені в таблицях А. 1 – А. 4.

## СПИСОК РЕКОМЕНДОВАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Идельчик В. И. Электрические системы и сети : учебник для вузов / В. И. Идельчик. – М. : Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.
2. Боровиков В. А. Электрические сети энергетических систем / В. А. Боровиков, В. К. Косарев, Г. А. Ходот. – СПб. : Энергия, 1977. – 391 с.
3. Сендерович Г. А. Електричні системи і мережі : короткий конспект лекцій за курсом «Електричні системи і мережі» / Г. А. Сендерович. – Харків : ХДАМГ, 2003. – 73 с.
4. Токарев Б. Ф. Электрические машины : учебное пособие для вузов / Б. Ф. Токарев. – М. : Энергоатомиздат, 1990. – 624 с.
5. ВСН 97-83. Инструкции по проектированию городских и поселковых электрических сетей.
6. РД 34.20.185-94. Инструкция по проектированию городских электрических сетей.

## ДОДАТОК А

Таблиця А.1 – Шкала номінальних потужностей силових трансформаторів

Номінальні потужності трансформаторів, кВ·А				
10	16	25	40	63
100	160	250	400	630
1 000	1 600	2 500	4 000	6 300
...	...	...	...	та т.ін.

Таблиця А.2 – Припустиме тривале струмове навантаження (за нагрівом) кабельних ліній 10 кВ з алюмінієвими жилами і паперовою ізоляцією при прокладці в землі

Переріз жили, мм <sup>2</sup> .	10	16	25	35	50	70	95	120	150	185	240
Припустиме тривале струмове навантаження, А.	-	75	90	115	140	165	205	240	275	310	355

Таблиця А.3 – Економічна щільність струму  $J_{ек}$ , А/мм<sup>2</sup>

$T_{нб}$ , год	1000–3000	3000–5000	більш 5000
Неізольовані алюмінієві проводи	1,3	1,1	1,0
Кабелі з алюмінієвими жилами і паперовою ізоляцією	1,6	1,4	1,2

Таблиця А.4 – Розрахункові дані на 1 км кабельної лінії з алюмінієвими жилами, паперовою ізоляцією і в'язким просоченням, напругою 10 кВ

Переріз жили, мм <sup>2</sup>	10	16	25	35	50	70	95	120	150	185	240
Активний опір жил $R_0$ при $t=20^{\circ}\text{C}$ , Ом/км	3,1	1,94	1,24	0,89	0,62	0,443	0,326	0,258	0,206	0,167	0,129
Індуктивний опір $X_0$ , Ом/км	-	0,113	0,099	0,0925	0,09	0,086	0,083	0,081	0,079	0,077	0,075

*Виробничо-практичне видання*

МЕТОДИЧНІ РЕКОМЕНДАЦІЇ  
до виконання самостійної роботи  
з навчальної дисципліни

**«ЕЛЕКТРИЧНІ СИСТЕМИ І МЕРЕЖІ»**

*(для студентів денної та заочної форм навчання  
та слухачів другої вищої освіти спеціальності  
141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка)*

Укладач **ПЕРЕПЕЧЕНИЙ** Віталій Олександрович

Відповідальний за випуск *П. П. Рожков*

За авторською редакцією

Комп'ютерне верстання *І. В. Волосожарова*

План 2017, поз. 202 М

---

Підп. до друку 23.05.2019. Формат 60 × 84/16.

Друк на ризографі. Ум. друк. арк. 1,3.

Тираж 50 пр. Зам. №

Видавець і виготовлювач:

Харківський національний університет  
міського господарства імені О. М. Бекетова,  
вул. Маршала Бажанова, 17, Харків, 61002.

Електронна адреса: [rectorat@kname.edu.ua](mailto:rectorat@kname.edu.ua)

Свідоцтво суб'єкта видавничої справи:

ДК № 5328 від 11.04.2017.